

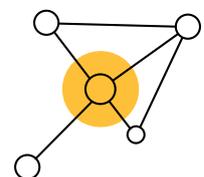
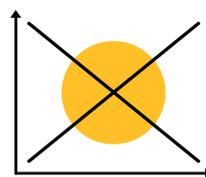
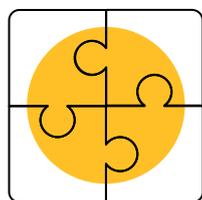
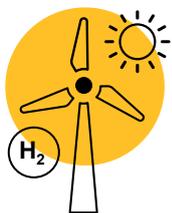
[EWI-POLICY BRIEF]

Zur Struktur der Preisbildung am illiquiden Wasserstoffmarkt

Policy Brief

Gefördert durch: Förderinitiative Wasserstoff der
Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen
Instituts an der Universität zu Köln e.V.

Februar 2025



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Philip Schnaars

Merit Dressler

Leon Langerhans

Bitte zitieren als:

EWI (2025): Zur Struktur der Preisbildung am illiquiden Wasserstoffmarkt.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge und Annette Becker bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Zusammenfassung

- Im Markt für grünen Wasserstoff trifft ein durch Einspeiseschwankungen der verwendeten erneuerbaren Energien volatiles Erzeugungsprofil auf eine nahezu zeitlich invariable Nachfrage.
- Zum Abgleich von Angebot und Nachfrage entstehen Strukturierungskosten, die den Preis für grünen Wasserstoff spürbar erhöhen dürften.
- Im Hochlauf ist der Markt für grünen Wasserstoff illiquide und in der Regel lokal geprägt. Dadurch steigen die Strukturierungskosten, da keine überregionalen Ausgleichseffekte in der Erzeugung sowie Infrastrukturen wie großskalige Kavernenspeicher genutzt werden können.
- Für die Strukturierung kommen insbesondere Wasserstoff-Obertagespeicher in Betracht, die nahe an der Elektrolyseanlage oder am Punkt des Verbrauches installiert werden. Batteriespeicher können praktisch kein wirtschaftliches saisonales Speicherprofil anbieten und der Ausgleich von Einspeiseschwankungen anhand des Strommarktes wird durch die RED-II Kriterien für grünen Wasserstoff praktisch verhindert.
- Die mit *Levelized Cost of Storage* approximierten Speicherkosten liegen in einer hier angestellten Berechnung zwischen 1,70 Euro (Wind Offshore) und 10,60 Euro (Photovoltaik) pro Kilogramm Wasserstoff. Dieser Aufschlag auf die Gesteuerungskosten von Wasserstoff liegt hier demnach zwischen 50 Prozent und 145 Prozent. Diese Berechnung dürfte aufgrund von vernachlässigten Portfolioeffekten sowie der Möglichkeit einer zusätzlichen Integration von Batteriespeichern am oberen Ende der möglichen Strukturierungskosten liegen.
- In einem liquiden Markt fallen die Strukturierungskosten mittels großskaliger Kavernenspeicher deutlich kleiner aus. Hier könnte der Aufschlag auf die Gesteuerungskosten etwa 12 Prozent bis 16 Prozent betragen.
- Möglichkeiten zur Reduzierung der Illiquidität des Marktes und damit der Strukturierungskosten könnten zum einen die temporäre Beimischung von grünem zu grauem Wasserstoff sein und zum anderen die Lockerung der RED II-Anforderungen, um Wasserstoffherzeugung mithilfe von Netzstrom zu strukturieren.
- Blauer Wasserstoff dürfte aufgrund der vorhandenen Infrastruktur zum Strukturieren des Erdgasangebotes ebenfalls mit geringeren Strukturierungskosten verbunden sein.

1 Einleitung

Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes ist derzeit von Unsicherheit geprägt (EWI, 2024c). Insbesondere die Zahlungsbereitschaft potenzieller Abnehmer stellt eine Herausforderung dar, die aktuell zu Investitionszurückhaltung auf allen Stufen der Wertschöpfungskette führt (ACER, 2024; EWI, 2024c).

Daher ist der Wasserstoffmarkt aktuell illiquide. Zu den ersten Nachfragern könnten Anwendungen zählen, die technisch oder ökonomisch nicht sinnvoll elektrifiziert oder anderweitig dekarbonisiert werden können (Merten und Scholz, 2023). Dies sind Bereiche, die bereits heute eine wesentliche Rolle als stoffliche Wasserstoffnachfrager spielen und daher in diesem Policy Brief vorrangig betrachtet werden. Diese auf eine konstante und bedarfsgerechte Versorgung angewiesene Nachfrageseite steht einer Angebotsseite gegenüber, die von der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern abhängt.

Durch das räumliche und zeitliche Abgleichen von Angebot und Nachfrage entstehen Strukturierungskosten. Die Strukturierung über den Wasserstoffmarkt dürfte zumindest im Markthochlauf schwierig sein, da keine überregionalen Ausgleichseffekte in der Erzeugung oder Skaleneffekte in der Netz- und Speicherinfrastruktur genutzt werden können. Somit könnten die Strukturierungskosten in einem illiquiden Markt höher ausfallen als in einem liquiden Markt mit großskaligen Kavernenspeichern und einem überregionalen Pipelinennetz.

Auf der Seite des Strommarktes wird die Strukturierung durch die Renewable Energy Directive II (RED-II) praktisch verhindert. Die RED-II setzt strikte Anforderungen an die Produktion von grünem Wasserstoff aus Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wodurch das Flexibilitätspotential der Angebotsseite begrenzt wird. Folglich muss der Abgleich vor Ort geschehen, sofern die Flexibilität auf der Nachfrageseite nicht ausreichend ist. Dies könnte durch die Verwendung von Obertagespeichern ermöglichen, was die Kosten der Nutzung über die reinen Gestehungskosten hebt. Im Folgenden werden diese Kosten anhand eines illustrativen Beispiels hergeleitet und quantifiziert.

2 Strukturierungskosten bei Nutzung von Obertagespeichern

Zu den ersten Konsumenten von grünem Wasserstoff könnten Anwendungen zählen, die sich aktuell vor allem durch die stoffliche Verwendung von grauem Wasserstoff, wie beispielsweise in der Grundstoffindustrie, auszeichnen oder technisch oder ökonomisch nicht sinnvoll elektrifiziert werden können, wie die Primärstahlherstellung. Diese Anwendungen benötigen aktuell eine nahezu zeitlich konstante Versorgung, sodass die Nachfragestruktur nachfolgend vereinfacht als Bandlast angenommen wird¹.

Die Produktion von grünem Wasserstoff ist unmittelbar von der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien abhängig. Jedoch unterliegt diese witterungsbedingten Schwankungen, sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal, sodass es ohne geeignete Strukturierungsmaßnahmen zu erheblichen Volatilitäten in der Lieferung von grünem Wasserstoff kommen kann.

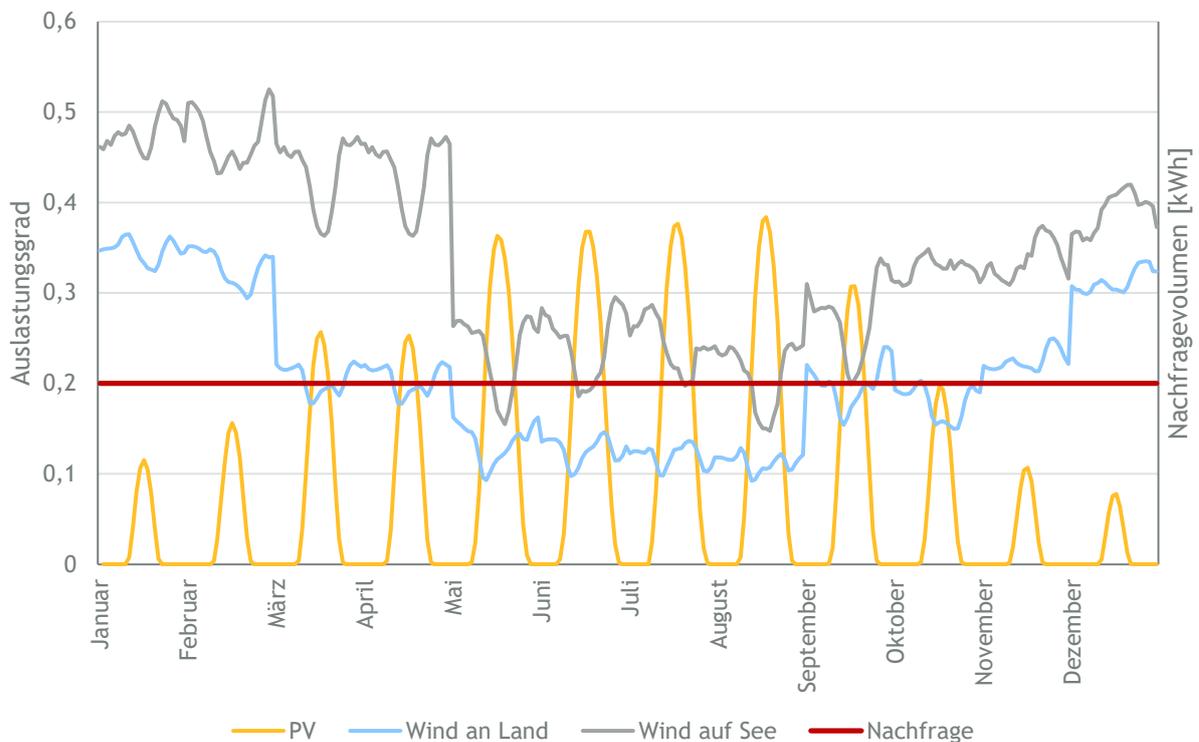


Abbildung 1: Auslastungsgrad der Stromerzeugung aus PV, Wind an Land und Wind auf See als mittlerer Tagesgang je Monat

Eigene Darstellung auf Basis von IWR (2024) und Fraunhofer ISE (2025)

Zur Veranschaulichung der witterungsbedingten Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zeigt Abbildung 1 den durchschnittlichen Auslastungsgrad von Wind

¹ Es existieren Optionen, die zukünftig eine flexiblere industrielle Nachfrage ermöglichen könnten (Fraunhofer ISE 2025). Diese beziehen sich zumeist auf die Bereitstellung von strombasierter Prozesswärme. Beispielsweise ist derzeit sowohl der Energieeinsatz als auch die Produktionsprozesse in der Grundstoffindustrie kaum flexibilisiert, da die einzelnen Prozessschritte miteinander gekoppelt sind. Bestehende Anlagen sind auf einen durchgehenden Betrieb ausgelegt und laufen mit hoher Auslastung, wodurch sie überwiegend unter konstanter Bandlast betrieben werden (KEI 2024). Da sich diese Studie auf das Jahr 2025 bezieht, wird von einer inflexiblen industriellen Nachfrage ausgegangen, sodass die Strukturierung des grünen Wasserstoffs auf der Angebotsseite erfolgen müsste.

an Land, Wind auf See und Photovoltaik in Deutschland je Monat im Tagesgang für das Jahr 2024 und eine exemplarische Nachfrage nach grünem Wasserstoff in Form von Bandlast einer industriellen Anwendung. Dabei entspricht der Auslastungsgrad dem Verhältnis des Stromerzeugungsprofils zur installierten Netto-Leistung. Es lassen sich sowohl tageszeitliche als auch jahreszeitliche Muster erkennen, die von den spezifischen Eigenschaften der einzelnen Energieträger geprägt sind. Zunächst fällt auf, dass der Auslastungsgrad innerhalb eines Tages erhebliche Schwankungen aufweist. Diese Volatilität wird vor allem durch die Auslastung von PV verursacht, die in den Mittagsstunden stark ansteigt und nachts vollständig auf null fällt (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Hingegen weist Wind an Land und Wind auf See eine geringere Volatilität der Auslastung innerhalb eines Tages auf. Über das Jahr hinweg zeigt sich, dass die Volatilität des aggregierten Auslastungsgrades in den Sommermonaten ihren Höhepunkt erreicht. Das liegt daran, dass die weniger volatile Auslastung von Wind an Land und Wind auf See in diesen Monaten abnimmt, während die stark volatile Auslastung der PV-Erzeugung deutlich zunimmt. Dadurch entstehen besonders in den Sommermonaten extreme Schwankungen im Auslastungsgrad.

Eine Möglichkeit zur konstanten Erzeugung und damit Lieferung von Wasserstoff per Elektrolyse ist das Nutzen des Strommarktes zum Ausgleich dieser Volatilität. Diese Möglichkeit wird durch die Kriterien der Renewable Energy Directive (RED) II jedoch praktisch verhindert. Nach diesen Kriterien gilt Wasserstoff perspektivisch nur dann als grün, wenn eine vollständige Gleichzeitigkeit der Wasserstoffherzeugung mit der Einspeisung der dafür verwendeten Wind- oder PV-Anlagen herrscht. Es dürften keine bereits bestehenden sowie subventionierten Erzeugungsanlagen verwendet werden. Daher muss die Strukturierung des Wasserstoffangebots vor Ort beim Anbieter oder beim Nachfrager erfolgen. Dafür kommen entweder Obertagespeicher zur dezentralen Speicherung von Wasserstoff nach dem Elektrolyseprozess oder Batteriespeicher zur Speicherung von Strom vor dem Elektrolyseprozess in Betracht.

Obertagespeicher sind zur vollständigen Strukturierung des Wasserstoffangebots geeignet

Obertagespeicher eignen sich für die Speicherung von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff. Gasförmiger Wasserstoff wird unter hohem Druck, flüssiger Wasserstoff bei niedrigen Temperaturen gelagert. Diese marktfähige Technologie ist aufgrund ihres vergleichsweise kleinen Speichervolumens und hohen Kosten besonders für dezentrale, kleinskalige Anwendungen geeignet, etwa zur Strukturierung des Wasserstoffeinsatzes in Industrieprozessen (dena 2024). Trotz ihrer begrenzten Kapazität im Vergleich zu großskaligen geologischen Speichern können Obertagespeicher zur Überbrückung saisonaler Schwankungen und zur Befriedigung einer Bandlastnachfrage insbesondere in einem illiquiden Wasserstoffmarkt beitragen.

Stationäre Batteriespeicher ermöglichen die zeitliche Verschiebung der Stromverfügbarkeit aus erneuerbaren Energieträgern. Sie können so die volatile Strombereitstellung für Elektrolyseure strukturieren, wodurch eine flexiblere und kontinuierliche (grüne) Wasserstoffproduktion gewährleistet werden kann (Fraunhofer ISE, 2022). Allerdings sind Batteriespeicher aufgrund ihres typischen Verhältnisses von Leistung zu Arbeit von 1:2 bis 1:3 primär für die Glättung von täglichen Schwankungen geeignet. Eine Dimensionierung der Batterie zur Speicherung saisonaler Schwankungen kann als unwirtschaftlich angesehen werden, da die benötigte Speicherkapazität

in einem unverhältnismäßig hohen Kosten- und Materialaufwand resultieren würde. Daher sind Batteriespeicher nicht vollständig in der Lage, das hier unterstellte Bandlast-Nachfrageprofil zu decken.

In diesem Policy Brief wird die Situation eines illiquiden Marktes ohne Infrastruktur wie großskalige Kavernenspeicher oder Wasserstoffpipelines betrachtet. Daher dürften kurzfristig Obertagespeicher die einzige Möglichkeit zur Strukturierung des Angebots darstellen.

Die Strukturierungskosten variieren stark zwischen Solar- und Windenergie

Die Strukturierungskosten mithilfe von Speichern können über die Levelized Cost of Storage (LCOS) approximiert werden. Die LCOS geben an, welche durchschnittlichen Kosten pro gespeicherter und später nutzbarer Energieeinheit (hier: Wasserstoff) über die gesamte Lebensdauer einer Speichertechnologie anfallen. Zusätzlich ist in der Regel eine größere Auslegung der Stromerzeugungsanlagen und damit zusätzliche Investitionen notwendig². Diese Kosten unter den in Abbildung 1 gezeigten Stromerzeugungsprofilen werden dem *EWI Global PtX Cost Tool* entnommen (EWI, 2024b).

In dem Berechnungstool werden integrierte Produktionssysteme aus einem Elektrolyseur für grünen Wasserstoff, der mit Strom aus einer erneuerbaren Anlage (PV, Wind Onshore oder Wind Offshore) versorgt wird und einem Obertagespeicher im Falle der Bandlast-Nachfrage abgebildet. Strombezug aus dem Stromnetz ist, analog zu den RED-II-Kriterien, nicht vorgesehen. Die Gesteuerungskosten in Kombination mit den Speicherkosten für grünen Wasserstoff werden in einem Modell optimiert. Dieses entscheidet über die kostenoptimale Anlagengröße sowie den Betrieb unter der Annahme einer unelastischen Nachfrage. Inputparameter für das Modell sind unter anderem stündliche Leistungsfaktorprofile und Ressourcenprofile für erneuerbare Energien (Abbildung 1), der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC), Arbeitskosten und Investitionskosten (Tabelle 1). Diese Annahmen sind möglichst repräsentativ gewählt, können in der Realität jedoch anders ausfallen.

² Mithilfe des EWI Global PtX Cost Tool (EWI, 2024b) können die Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) sowohl für eine volatile Wasserstofflieferung als auch für eine konstante Wasserstofflieferung berechnet werden. Zur Berechnung der LCOH einer volatilen Wasserstofflieferung werden die Erneuerbaren Erzeugungsanlage und der Elektrolyseur optimiert, was zu einer größeren Anlagenauslegung führt. Hingegen werden bei der Berechnung der LCOH einer baseload Wasserstofflieferung die Erneuerbaren Erzeugungsanlage, der Elektrolyseur und der Obertagespeicher gemeinsam optimiert, was im Vergleich zur volatilen Wasserstofflieferung in einer nachteiligen Anlagenauslegung der Erneuerbaren Anlage und des Obertagespeichers mündet.

Kostenbestandteil	H2-Obertagespeicher		Erneuerbare Energienanlagen (Jahr: 2025)			Elektrolyseur (Jahr: 2025)
	Speicher	Kompressor	PV	Onshore	Offshore	Niedertemperatur
CAPEX [€/kWh _{H2} , €/kW, €/kW _{el}]	10,06	3.837	995,75	1.405,17	4.045,16	641,73
OPEX [€/kWh _{H2} / a, €/kW/a, €/kW _{el}]	0,31	230,22	19,91	35,13	101,13	12,84
Lebensdauer [a]	25					
WACC [%]	10					
Strombedarf [kW _{el} / kWh _{H2}]	0,11	-		-		49,7

Tabelle 1: Parameterannahmen für die Berechnung der LCOS von obertägigen Wasserstoffspeichern

Quelle: EWI (2024b), Wirkungsgradverluste durch Ein- und Ausspeicherung sind vernachlässigt.

Die Strukturierungskosten mittels Obertagespeicher variieren stark zwischen Solar- und Windenergie. Die LCOS belaufen sich unter Verwendung von Solarstrom auf rund 10,56 €/kg_{H2}, unter Verwendung von Wind an Land auf rund 2,88 €/kg_{H2} und bei Wind auf See auf 1,7 €/kg_{H2}. Diese Schätzungen dürften eine Obergrenze der tatsächlichen Strukturierungskosten darstellen, da die Möglichkeit zur Portfoliooptimierung durch eine Kombination der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie sowie die Stromzischenspeicherung per Batteriespeicher nicht berücksichtigt wird.

Technologie	Strukturierungskosten [€/kg _{H2}]			LCOH [€/kg _{H2}]
	LCOS	Höhere Anlageninvestitionen	Summe [€/kg _{H2}]	
PV	10,56	1,89	12,45	8,61
Wind an Land	2,88	3,2	6,08	6,43
Wind auf See	1,7	1,54	3,23	6,78

Tabelle 2: Strukturierungskosten für Obertagespeicher nach Strombezugsquelle

3 Diskussion und Schlussfolgerungen

Diskussion

Der Wasserstoffpreis, den Endkunden mit inflexibler Nachfrage für grünen Wasserstoff bezahlen müssten, dürfte in einem illiquiden Markt deutlich über dessen Gestehungskosten liegen. Abhängig vom verwendeten Energieträger liegt dieser Aufschlag für die Strukturierung zwischen etwa 50 Prozent (Wind Offshore) und 145 Prozent (PV).

Diese Berechnungen dürften aus zwei Gründen eine Obergrenze der tatsächlich zu erwartenden Kosten darstellen. Erstens wird in den Berechnungen von alleiniger Verwendung einer Stromerzeugungstechnologie ausgegangen. Über Portfolioeffekte bei gleichzeitiger Verwendung von beispielsweise Wind Onshore und PV könnten sich diese Kosten verringern. Zweitens wird keine Kombination eines Obertagespeichers für Wasserstoff und eines Batteriespeichers für Strom untersucht. Hierdurch könnten sich ebenfalls geringere Strukturierungskosten ergeben, da der Obertagespeicher geringer dimensioniert werden könnte.

In einem liquiden Wasserstoffmarkt könnten großskalige Kavernenspeicher zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage verwendet werden. Hier dürften, abhängig von der Größe, minimal LCOS von unter 1 EUR/kg H₂ zu erwarten sein (EWI 2024a). In diesem Fall wären die tatsächlichen Abnehmerpreise näher an den Gestehungskosten. Hierfür sind allerdings Investitionen auf allen Stufen der Wasserstoffwertschöpfungskette notwendig.

Schlussfolgerungen

Aktuell dürfte die Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff auf Abnehmerseite, sowohl stoffliche als auch energetische Nutzung, mit den zu erwartenden Preisen in vielen Fällen überschritten sein (EWI, 2024c). Dies liegt auch an den hier aufgezeigten Strukturierungskosten in einem illiquiden Markt. Daher stellt sich die Frage, wie Investitionen trotz dieser Erwartungen getätigt werden können und unter welchen Bedingungen ein Wasserstoffmarkthochlauf gelingen kann.

In diesem Policy Brief wurde exemplarisch die stoffliche Nutzung von Wasserstoff untersucht. Der Wettbewerbsenergieträger für grünen Wasserstoff ist hier aktuell grauer Wasserstoff. Bei grauem Wasserstoff fallen die Strukturierungskosten aufgrund eines liquiden Erdgasmarktes sowie bereits vorhandener Infrastruktur geringer aus. Die Verfügbarkeit von Erdgas ist deutlich weniger volatil als die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Hier könnte beispielsweise eine Beimischung von grünem Wasserstoff zu grauem Wasserstoff im Produktionsprozess dazu führen, dass insgesamt geringere Strukturierungskosten für den Endverbraucher anfallen. Auch die Verwendung von blauem Wasserstoff dürfte mit geringeren Strukturierungskosten einhergehen.

Im Strommarkt wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mithilfe steuerbarer Kraftwerke und Speicher strukturiert, hier entstehen also ebenfalls zusätzliche Kosten. Dieser Markt ist bereits liquide, sodass auch hier in der Strukturierung aktuell ein Kostenvorteil des Strommarkts gegenüber der grünen Wasserstoffherzeugung besteht. Allerdings wird die Nutzung dieser Option durch die Kriterien der RED-II praktisch verhindert.

Eine vorübergehende Ausübung dieser oder weiterer Optionen könnte dazu beitragen, das Investitionsniveau in den Markthochlauf von grünem Wasserstoff und damit die Liquidität im Wasserstoffmarkt zu erhöhen.

Literaturverzeichnis

ACER (2024): European hydrogen markets: 2024 Market Monitoring Report.

dena (2024): Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland.

EWI (2024a): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern - Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten.

EWI (2024b): EWI Global Ptx Cost Tool.

EWI (2024c): The Financing Gap in the Hydrogen Market Ramp-up: Analysis of Demand and Price Scenarios.

Fraunhofer ISE (2022): Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten.

Fraunhofer ISE (2025): Transformationspfade der Industrie: Energiesysteme, Flexibilität und Akteure.

KEI (2024): Studie Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse. *Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien*.

Merten, F. und Scholz, A. (2023): Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. *Wuppertal Institut*.